

# **Metodologías y directrices para la selección de lugares de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos**

**GCCC Digital Publication Series #13-22**

**Vanessa Nunez-Lopez**



**Keywords:**

**Site selection; Capacity; Overview**

**Cited as:**

**Nunez-Lopez, V., 2013, Metodologías y directrices para la selección de lugares de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos: presented for the Global CCS Institute, 28 August 2013. GCCC Digital Publication Series #13-22.**



## **Metodologías y Directrices para la Selección de Lugares de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en Acuíferos Salinos**

Seminario online – 28 August 2013, 0800 AEST (Given in Spanish)

<http://www.globalccsinstitute.com/get-involved/webinars/2013/08/28/methodologies-and-guidelines-selection-storage-sites-saline>

WEBINAR  
PRESENTED BY



GLOBAL  
CCS  
INSTITUTE

STORE

---

# **Metodologías y Directrices para la Selección de Lugares de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en Acuíferos Salinos**

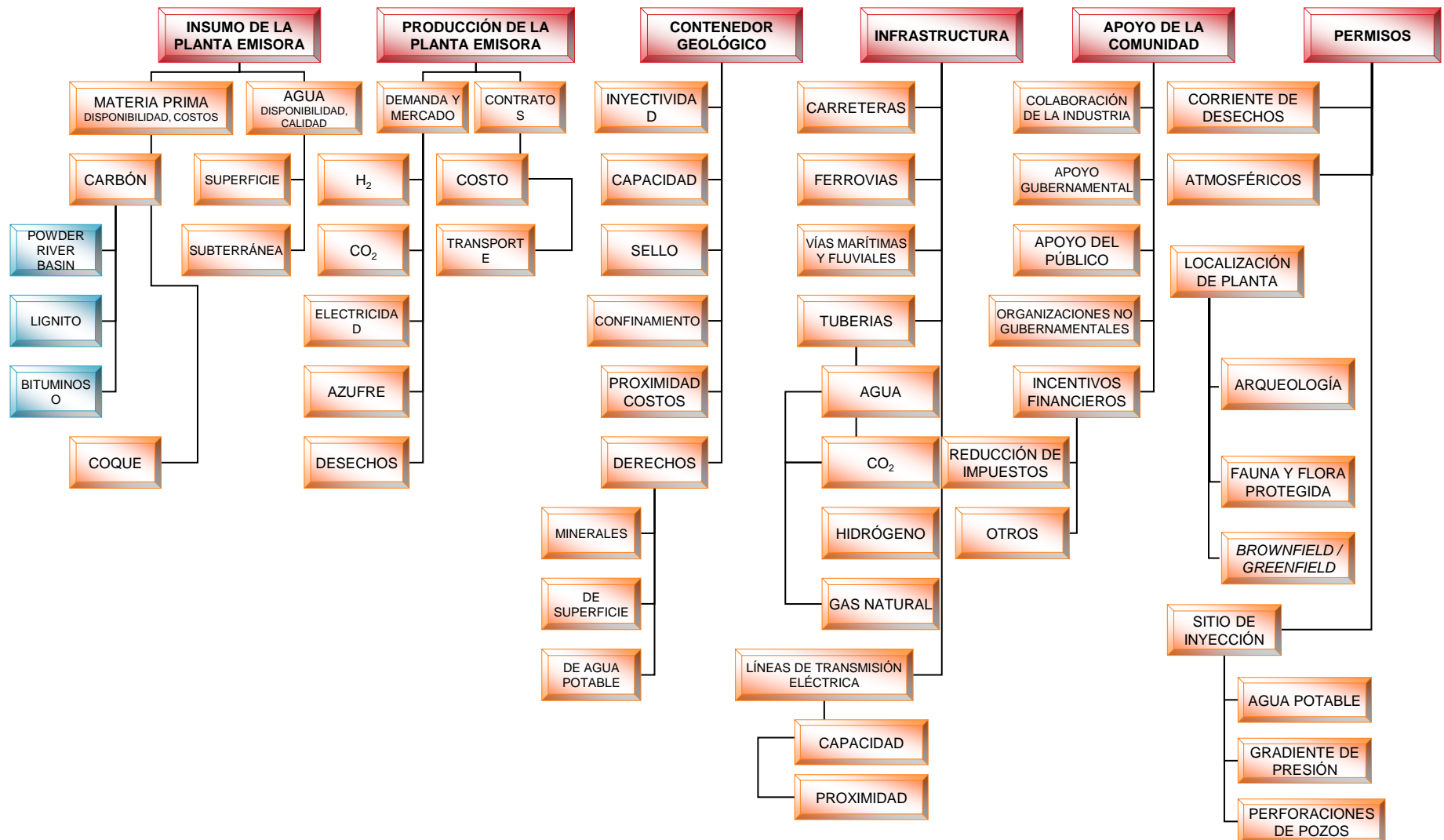
**Vanessa Núñez López, M.S., M.A.**  
vanessa.nunez@beg.utexas.edu

# Agenda

---

- Panorama General: Elementos que Influyen en la Selección de Sitios de Almacenamiento
- Aspectos Técnicos de la Selección de Acuíferos Salinos
  - 1. Capacidad de Almacenamiento
    - 1.a Metodologías de Estimación de Capacidad Estática
    - 1.b Metodologías de Estimación de Capacidad Dinámica
  - 2. Contención
    - 2.a Confinamiento Vertical
    - 2.b Confinamiento Lateral
  - 3. Inyectividad
    - 3.a Permeabilidad
    - 3.b Presión de fractura
- Resumen
- Conclusiones
- Referencias Adicionales

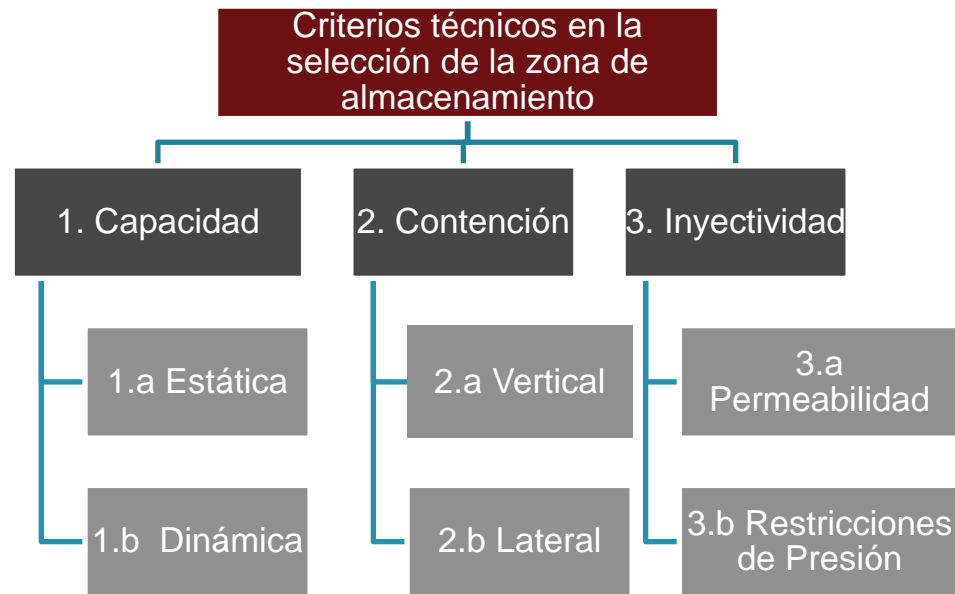
# Panorama General: Elementos que Influyen en la Selección de Sitios de Almacenamiento



# Aspectos Técnicos de la Selección de Acuíferos Salinos

Primer paso: Selección básica en la que se eliminan

- Formaciones en comunicación hidráulica con zonas de agua potable  $< 10,000$  mg/L TDS
- Profundidades  $< 3,000$  ft ó  $> 13,000$  ft
- Formaciones sin barreras significativas para la migración vertical de  $\text{CO}_2$
- Zonas de alta sismicidad
- Formaciones con gradientes de presión y temperatura desfavorables ( $> 14\text{KPa/m}$ ,  $> 35$  °C/km)
- Rocas no sedimentarias (basamentos, etcétera)



# 1.a Capacidad Estática- Regional

## Metodología DOE-NETL\*

Cálculo de capacidad regional estática (volumétrica)

$$G_{CO_2} = A_t \times H_g \times \Phi_{tot} \times \rho \times E_{saline}$$

Donde,

$G_{CO_2}$  = Estimación de la masa de capacidad

$A_t$  = Área total,  $L^2$  (longitud<sup>2</sup>)

$H_g$  = Espesor bruto,  $L$

$\Phi_{tot}$  = Porosidad total,  $L^3/L^3$

$\rho$  = Densidad del  $CO_2$  respecto a la temperatura y presión del yacimiento,  $M/L^3$

$E_{saline}$  = Factor de la eficiencia del almacenamiento (Monte Carlo),  $L^3/L^3$

Aplicado a escala regional

$E_{saline}$  se determina a diferentes valores de probabilidad y para diferente litología. De acuerdo con NETL,  $E_{saline}$  corrige para los valores de *net-to-total/gross* (neto a total/bruto) y eficiencias de desplazamiento.

[http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon\\_seq/refshelf/methodology2008.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/methodology2008.pdf)

\* DOE-NETL = Department of Energy – National Energy Technology Laboratory

# 1.a Capacidad Estática – Escala Regional

$$E_{\text{saline}} = E_{\text{An/At}} * E_{\text{hn/hg}} * E_{\phi_e/\phi_{\text{tot}}} * E_v * E_D$$

Donde,

$E_{\text{saline}}$  = Factor de eficiencia para formaciones salinas

$E_{\text{An/At}}$  = Área neta a total (*Net-to-total area*)

$E_{\text{hn/hg}}$  = Espesor neto a bruto (*Net-to-gross thickness*)

$E_{\phi_e/\phi_{\text{tot}}}$  = Porosidad efectiva a porosidad total (*Effective-to-total porosity*)

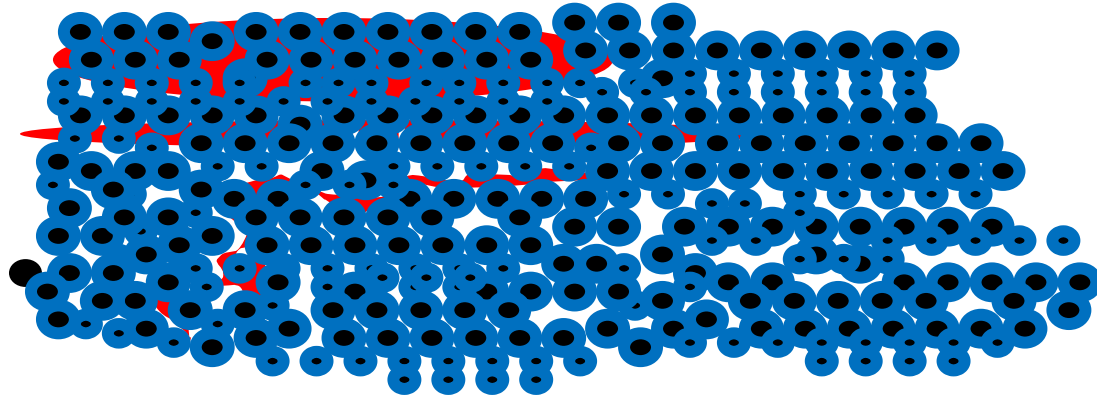
$E_v$  = Término de desplazamiento volumétrico (Forma de la nube o pluma)

$E_D$  = Término de desplazamiento microscópico (Volumen de poros accesible)

Una distribución de los valores de  $E_{\text{saline}}$  se genera para cada variable mediante la obtención de los rangos para cada valor de la información recolectada en múltiples cuencas.



# $E_{\text{saline}}$ = Factor de Eficiencia (Volumen de almacenamiento técnicamente accesible)



Adedamiento, permeabilidad relativa, efecto dominante de gravedad, y vías de flujo preferencial reflejadas en los factores  $E_v$  y  $E_D$ . Un fluido inmiscible prefiere fluir por donde ha fluido anteriormente.

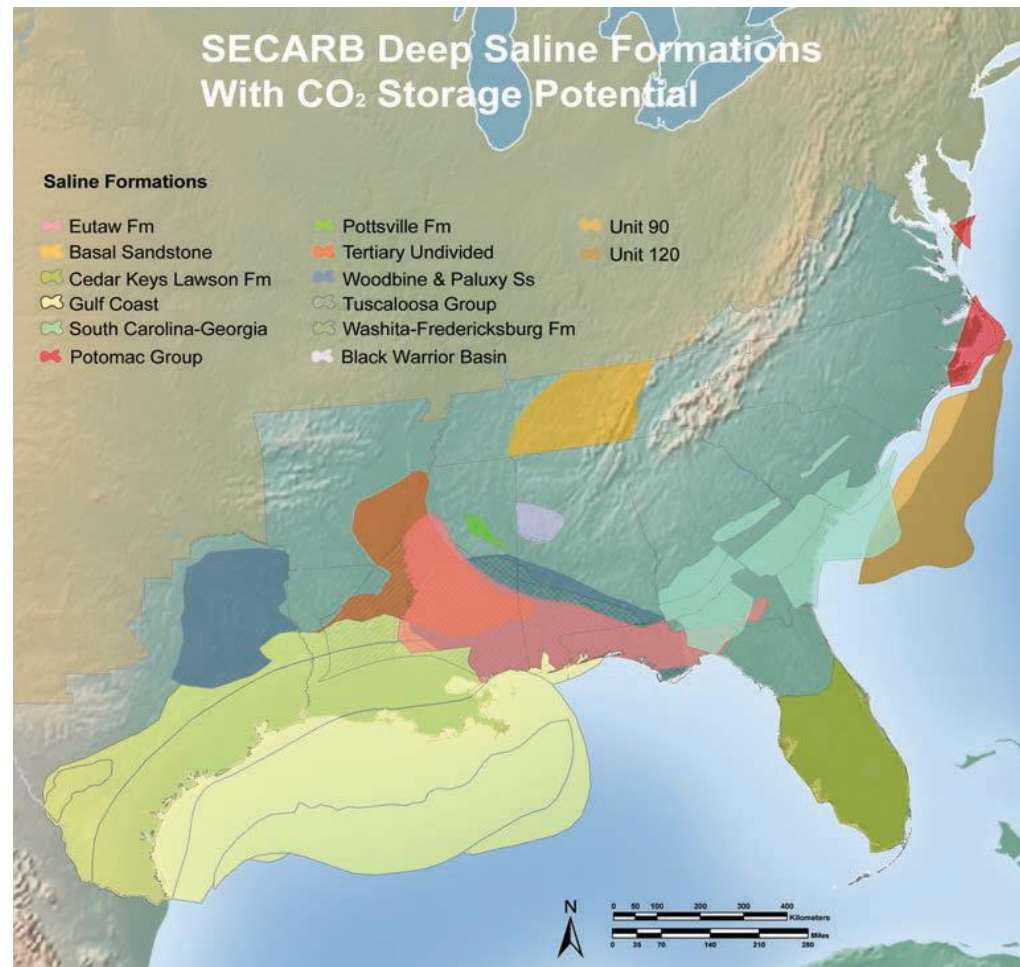
Factores de eficiencia en formaciones salinas para diferentes litologías:

$E_{\text{saline}} = E_{\text{An/At}} E_{\text{hn/hg}} E_{\phi e/\phi_{\text{tot}}} E_v E_d$						
$E_{\text{An/At}}$ and $E_{\text{hn/hg}}$ terms fixed at $P_{90}$ value						
Lithology	Numerical method <sup>a</sup>			Monte Carlo method <sup>b</sup>		
	$P_{10}$	$P_{50}$	$P_{90}$	$P_{10}$	$P_{50}$	$P_{90}$
Clastics	4.62%	6.79%	14.92%	3.1%	6.1%	10%
Dolomite	6.57%	7.91%	14.92%	5.1%	6.9%	9.2%
Limestone	4.24%	6.13%	9.82%	3.5%	5.2%	7.3%

<sup>a</sup> IEA GHG (2009).

Goodman et al., 2011, U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale, International Journal of Greenhouse Gas Control, Elsevier, Doi:10.1016/j.ijggc.2011.03.010

# Metodología de Estimación de Capacidad DOE-NETL Aplicada a las Formaciones Salinas de SECARB<sup>a</sup>



<sup>a</sup> SECARB: Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership: SECARB (<http://www.secarbon.org>)

# Metodología de Estimación de Capacidad DOE-NETL Aplicada a las Formaciones Salinas de SECARB<sup>a</sup>

Saline Formations	State	CO <sub>2</sub> Storage Resource	
		Million Metric Tons	
		Low Estimate	High Estimate
Gulf Coast Basins (Pliocene)	Multiple States*	136,006	1,870,083
Gulf Coast Basins (Miocene)	Multiple States*	401,185	5,516,295
Gulf Coast Basins (Oligocene)	Multiple States*	131,661	1,810,337
Gulf Coast Basins (Eocene)	Multiple States	156,551	2,152,574
Gulf Coast Basins (Tertiary Undivided)	Multiple States	17,065	234,639
Gulf Coast Basins (Olmos)	TX**	446	6,126
Eutaw Formation	Multiple States	22,564	73,179
Tuscaloosa Group	Multiple States	5,433	74,704
Washita-Fredericksburg Interval	Multiple States	225,057	729,913
Woodbine and Paluxy Formations	Multiple States	22,787	643,888
Pottsville Formation	Multiple States	1,299	17,858
Parkwood Formation	AL	20	838
Bangor Limestone	AL	3	44
Floyd Shale	AL	9	119
Tuscumbia and Fort Payne Formations	AL	19	263
Basal Sandstone (Includes Mt. Simon)	TN	407	3,894
Potomac Group	Multiple States*	1,778	24,453
South Carolina, Georgia, North Florida Basins	Multiple States*	203,753	244,248
Cedar Keys, Lawson Formations	FL	11,104	152,680
Offshore Atlantic (Unit 120)	Federal Offshore	35,624	489,830
Offshore Atlantic (Unit 90)	Federal Offshore	3,104	42,680
<b>TOTAL*</b>		<b>1,375,874</b>	<b>14,088,646</b>

SECARB shares KY and WV with other RCSPs. Data for these states can be found under MGSC and/or MRCSP.

\* Including offshore Federal Waters

\*\* Eastern Texas, TRRC Districts 1-6

<sup>a</sup> SECARB: Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership: SECARB (<http://www.secarbon.org>)

## 1.b Capacidad Estática – Escala de Cuenca

Refinamiento de la capacidad estática considerando arena neta mediante la utilización de relaciones netas a brutas (net-to-gross ratios).

$$G_{\text{CO2net}} = A_t * H_{\text{net}} * \Phi_{\text{tot}} * \rho * E_{\text{net}}$$

Donde,

$G_{\text{CO2net}}$  = Capacidad de almacenamiento estimada en el volumen neto de la formación

$H_{\text{net}}$  = Espesor neto de la arena

$$E_{\text{net}} = E_{A_n/A_t} * E_{\phi_e/\phi_{\text{tot}}} * E_v * E_D$$

Donde,

$E_{\text{net}}$  = Eficiencia neta de almacenamiento en acuíferos salinos.

Aplicado a Escala de Cuenca

Wallace, K. J., 2013, "Use of 3-Dimensional Dynamic Modeling of CO<sub>2</sub> Injection for Comparison to Regional Static Capacity Assessments of Miocene Sandstone Reservoirs in the Texas State Waters, Gulf of Mexico". Master Thesis, The University of Texas at Austin.

# 1.B CAPACIDAD ESTÁTICA – ESCALA DE CUENCA (METODOLOGÍA CSLF )

Conocido el volumen geométrico del contenedor geológico ( $V_{trap}$ ) – desde la trampa estructural o estratigráfica hacia abajo hasta el punto de derrame-, así como su porosidad y saturación del agua irreducible, el volumen teórico disponible para el almacenamiento de  $CO_2$  puede estimarse de la siguiente forma:

$$V_{CO2t} = V_{trap} \times \phi \times (1 - S_{wirr}) \equiv A \times h \times \phi \times (1 - S_{wirr})$$

El volumen efectivo ( $V_{CO2e}$ ) está dado por:

$$V_{CO2e} = C_c \times V_{CO2t}$$

Donde,

$C_c$  es un coeficiente de capacidad que incorpora los efectos acumulados de la heterogeneidad de la trampa, flotabilidad del  $CO_2$  y la eficiencia del barrido.

La metodología considera que la masa de  $CO_2$  que se almacenaría en una trampa estructural o estratigráfica puede encontrarse entre los siguiente limites:

$$\min M_{CO2e} = \rho_{CO2}(P_i, T) \times V_{CO2e} \leq M_{CO2e} \leq \max M_{CO2e} = \rho_{CO2}(P_{max}, T) \times V_{CO2e}$$

<http://www.cslforum.org/publications/documents/PhaseIIIReportStorageCapacityEstimationTaskForce0408.pdf>

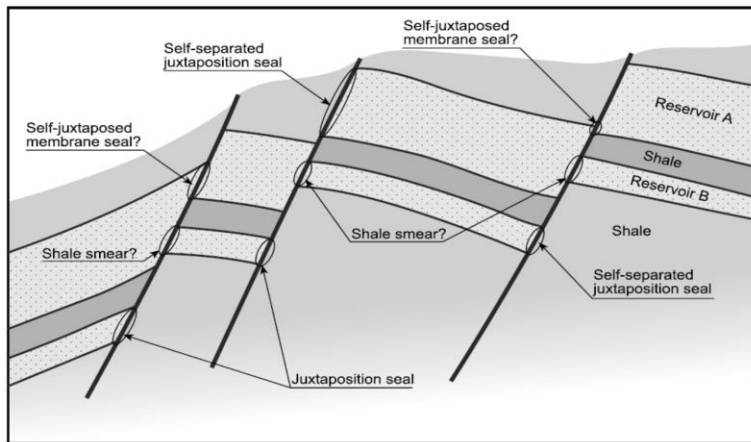
## 2.B CAPACIDAD DINÁMICA– ESCALA LOCAL

---

- En escenarios reales, la capacidad no es una propiedad intrínseca absoluta. Depende de las decisiones de operación (dinámica) y de la tolerancia al riesgo.
- Si la presión máxima define la capacidad, ésta es operacional (es decir, se determina en función del costo, el número de pozos, el tipo de pozos -horizontal vs. vertical, etc.)
- ¿Cuánto CO<sub>2</sub> puede ser inyectado antes de que se identifiquen riesgos no tolerables?
- La capacidad es una función de las condiciones de borde o contorno, la presión máxima de operación y los límites impuestos por desplazamiento de agua inaceptable en el caso de los sistemas abiertos.

## 2.B Capacidad Dinámica – Los Límites Importan

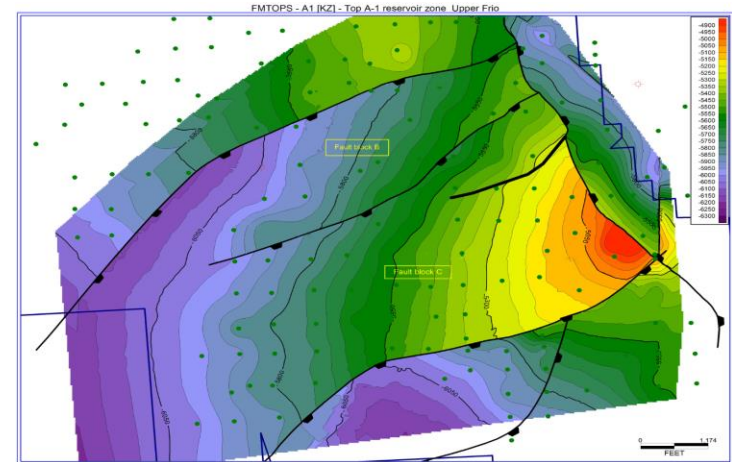
### Sistemas Cerrados (No recomendados)



En sistemas cerrados:

- La capacidad es altamente dependiente de los *pressure transients*.
- El límite de la capacidad está gobernado por la presión operativa máxima.

### Sistemas Abiertos y Semi-abiertos (Recomendados)



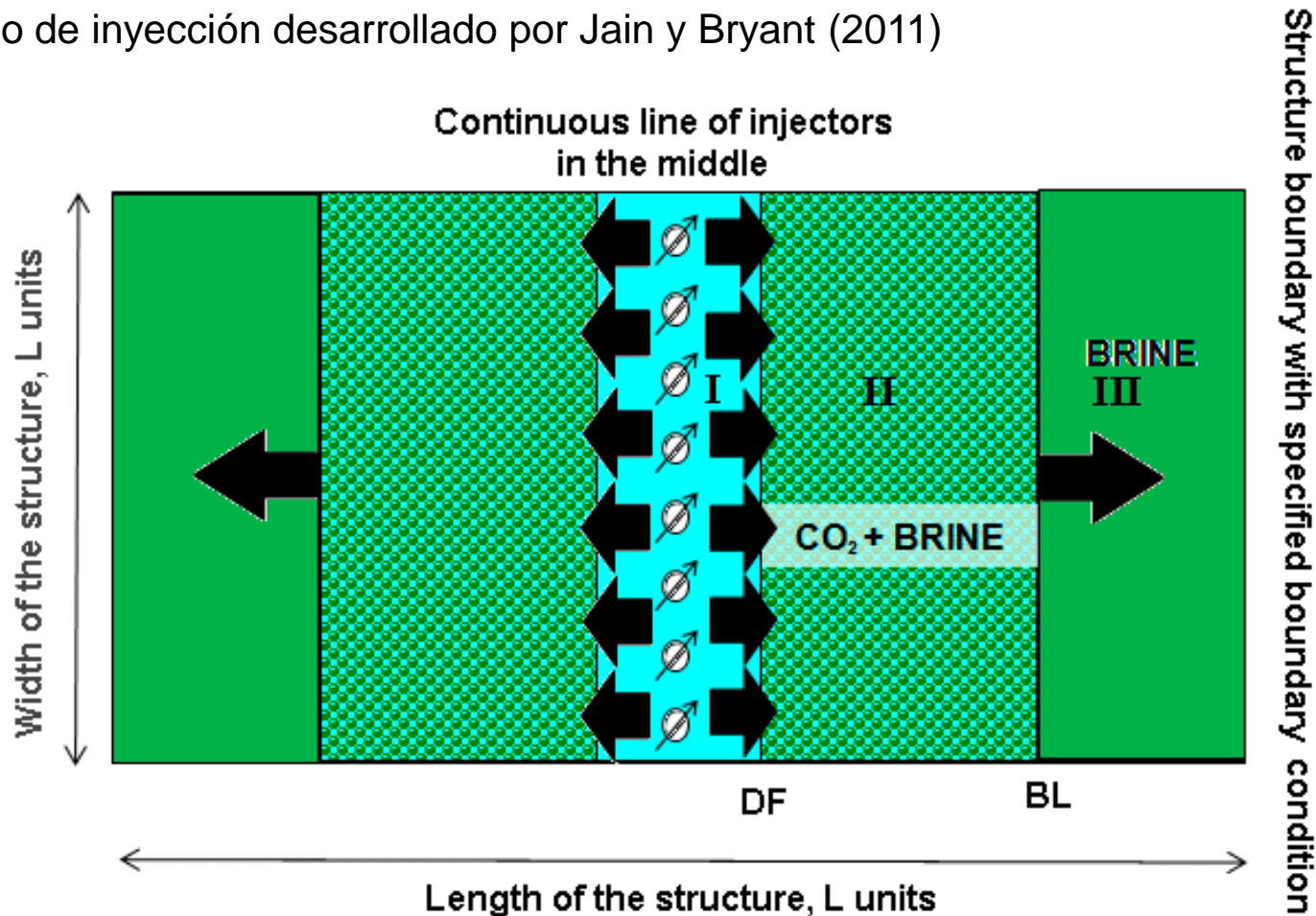
En sistemas abiertos y semi-abiertos:

- Los límites laterales son definidos por los puntos de rebosamiento o derrame (*spill points*).
- La capacidad puede estar limitada por la migración de agua desplazada por CO<sub>2</sub> hacia un volumen prohibido de roca.



## 2.B CAPACIDAD DINÁMICA – SIMPLE SOLUCIÓN ANALÍTICA DINÁMICA

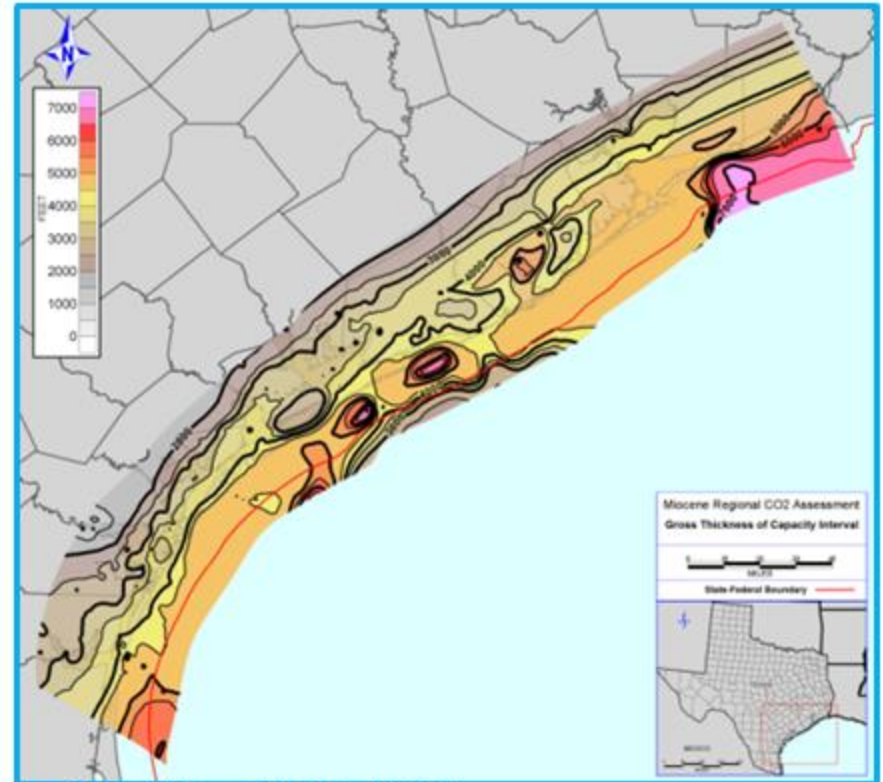
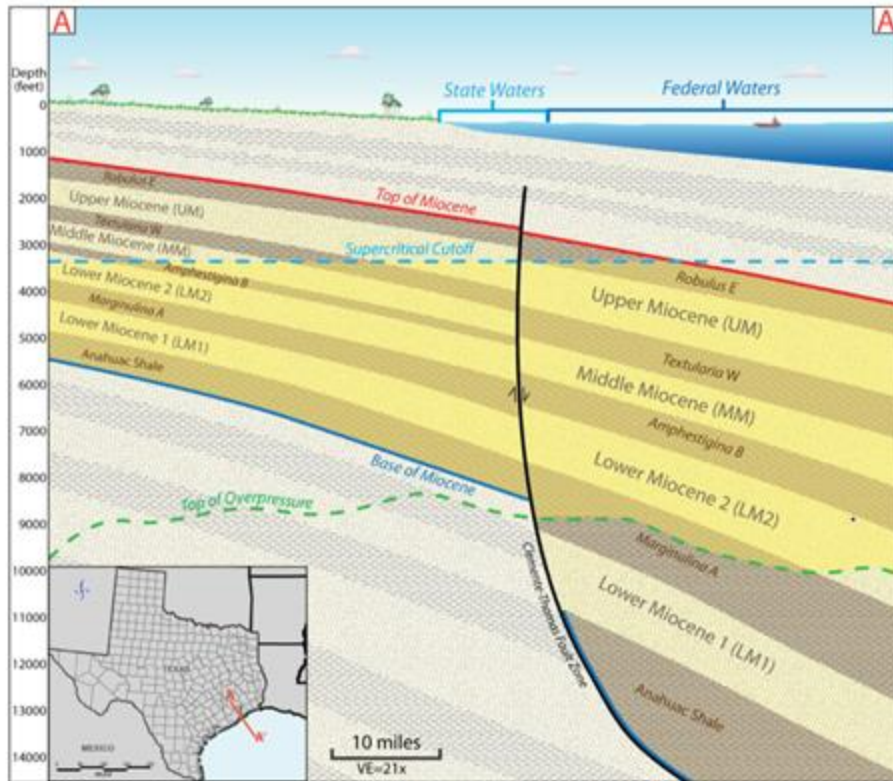
Cálculo de inyección desarrollado por Jain y Bryant (2011)



Esta solución será discutida en la Sesión “Fundamentos del modelaje de inyección de CO<sub>2</sub> en el subsuelo”



# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México Mioceno (realizado por Kerstan Wallace, Gulf Coast Carbon Center) (Capacidad volumétrica)



Cálculo de Capacidad Regional Estática DOE-NETL

**172 Gigatonnes**

~35 años de almacenamiento para todas las emisiones de EE. UU.

Wallace, 2013

# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México

## Mioceno (Solución analítica simple)

Fuente de la información:

Datos de 6,206  
yacimientos de gas costa  
afuera en el Mioceno del  
Golfo de México del (Seni,  
2006)

Registro de Datos

Datos sísmicos

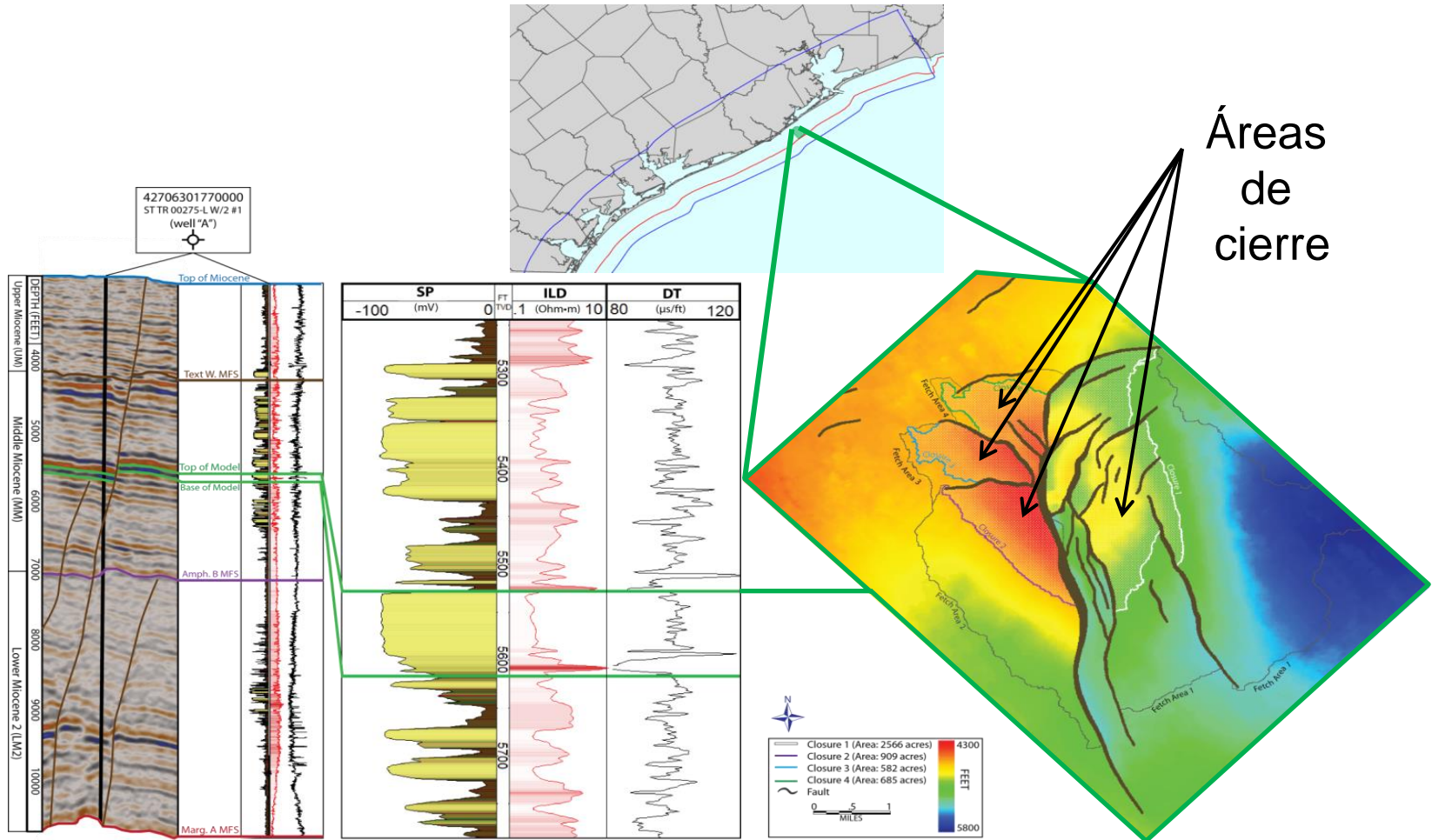
Calculadora NIST

Supuestos

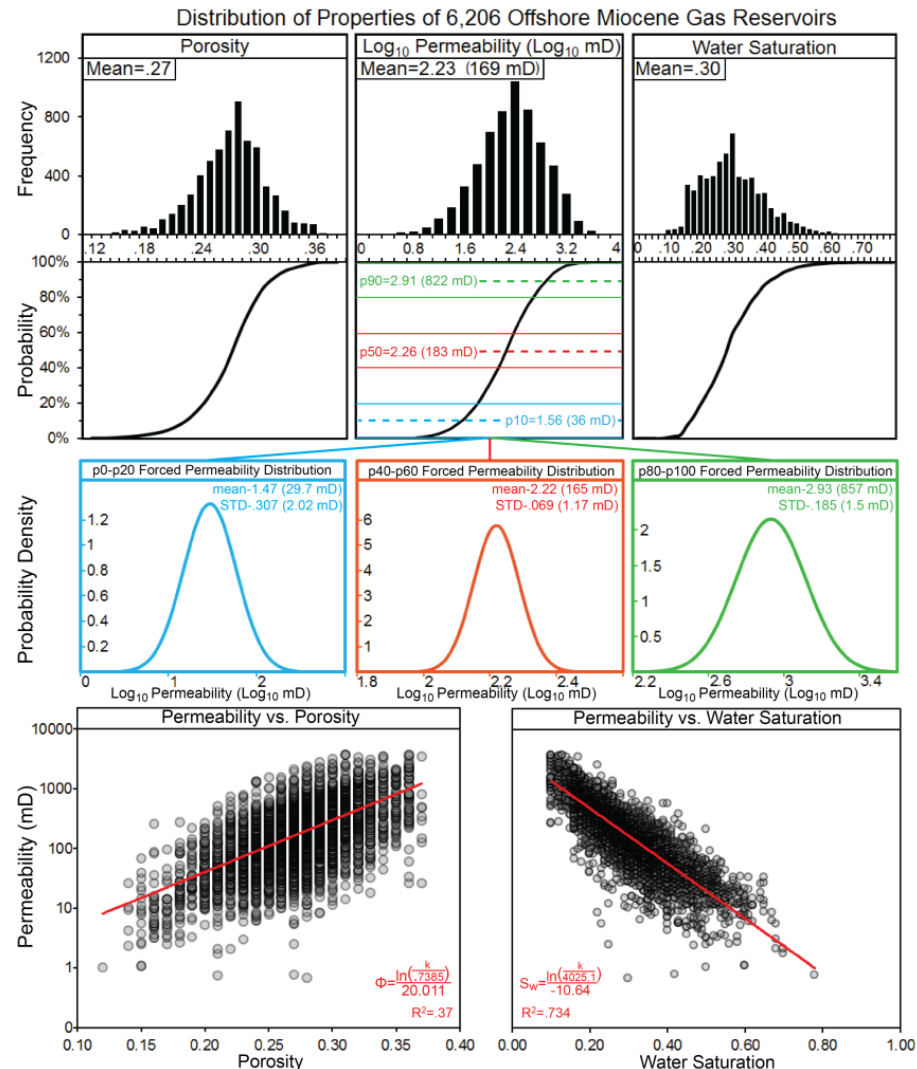
Información de entrada (input) requerida:

$\Phi$	Porosidad
K	Permeabilidad
$S_{wirr}$	Saturación de agua irreducible
T	Temperatura
k	Salinidad
$P_i$	Límite de presión de inyección (80% de listostática)
Z	Profundidad
h	Espesor
A	Área
$\mu_w$	Viscosidad del Agua
$\mu_g$	Viscosidad del Gas
$\rho$	Densidad del CO <sub>2</sub> / condiciones del yacimiento
n	Exponente de permeabilidad relativa (Corey model)
m	Exponente de permeabilidad relativa (Corey model)
$K_{rg}^o$	Punto extremo del saturacion del gas
P	Presión

# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México Mioceno (Modelo dinámico del yacimiento)

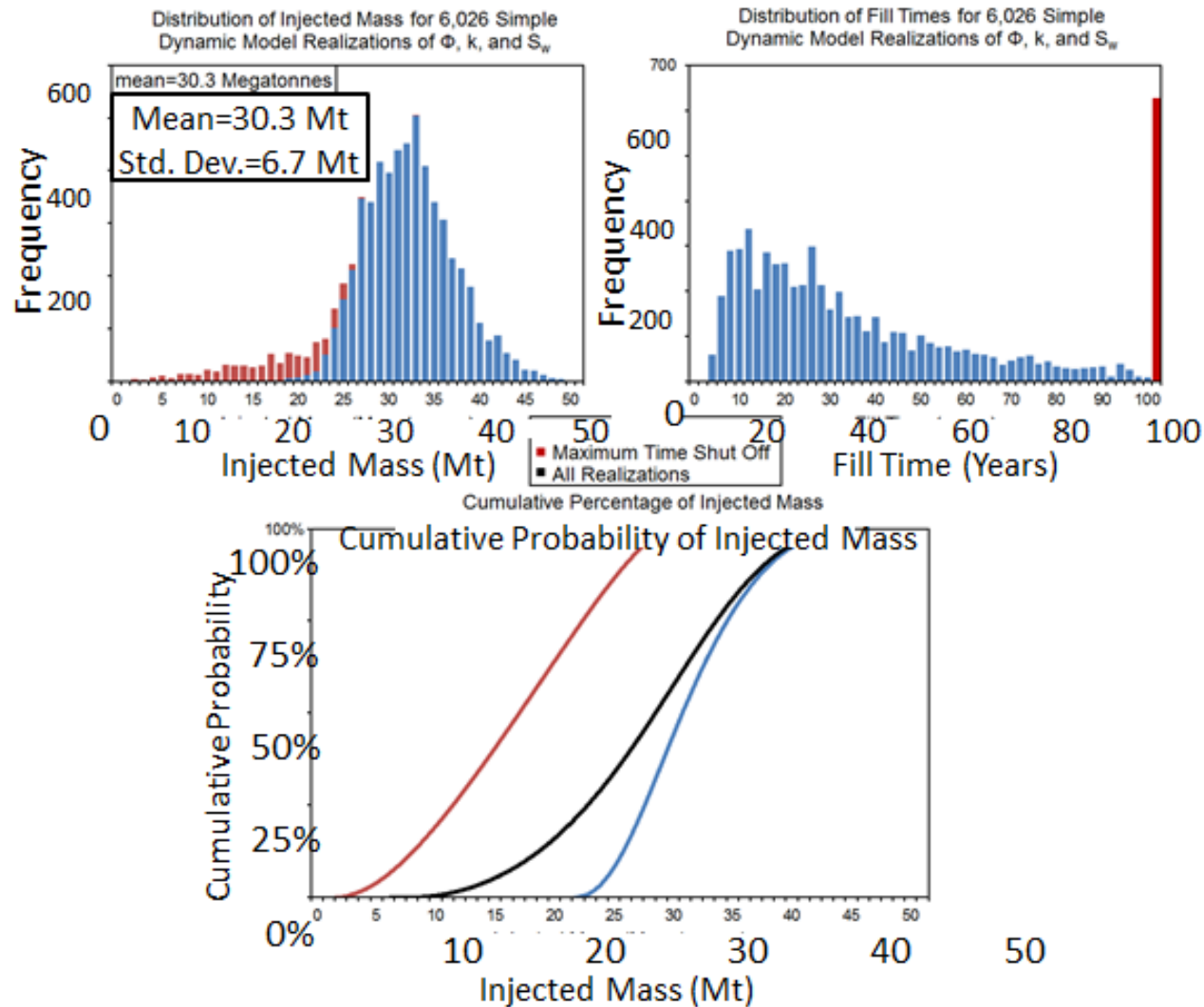


# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México (Yacimiento de gas $\Phi$ , K, y muestras de $S_{wirr}$ )

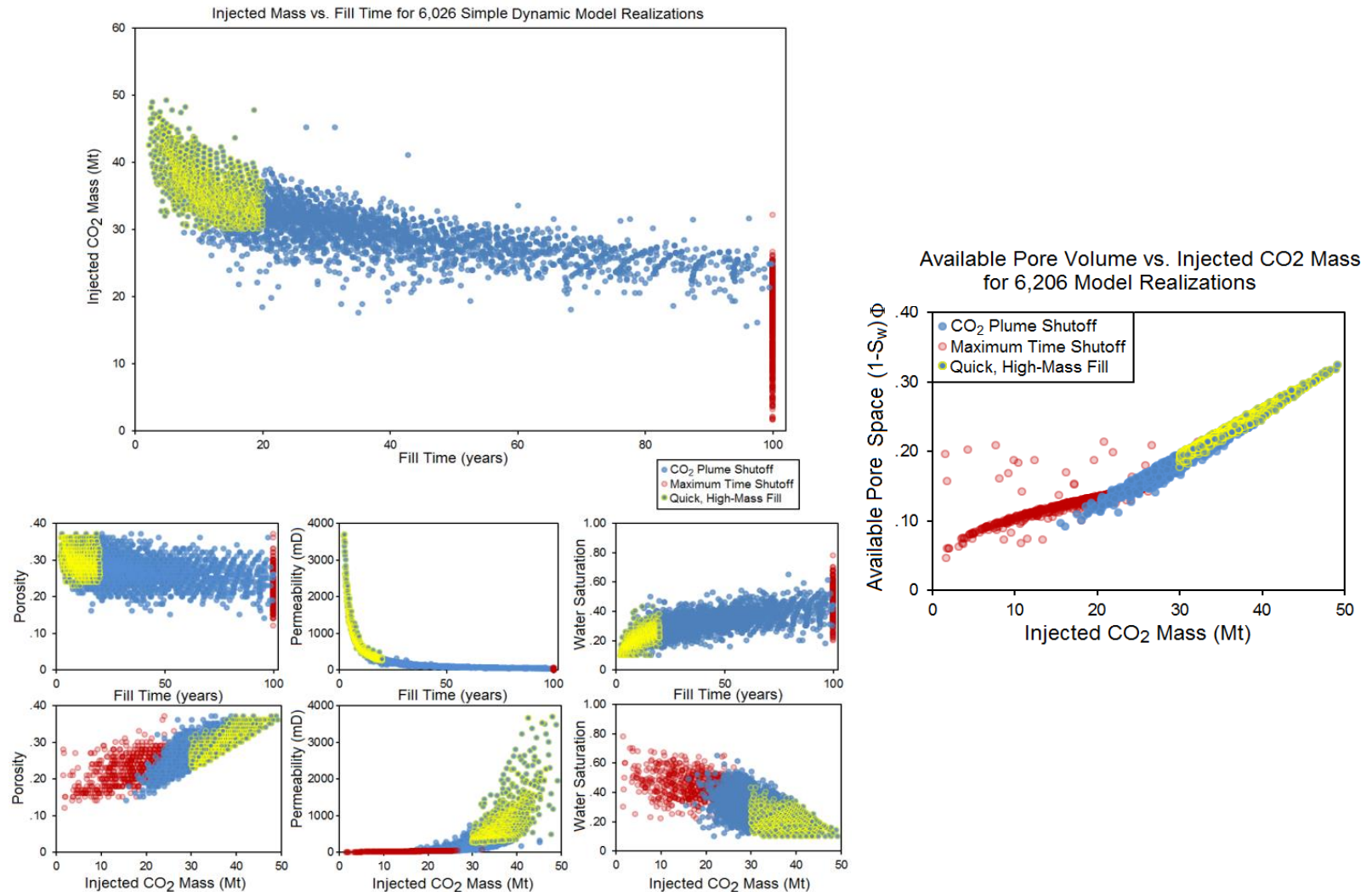




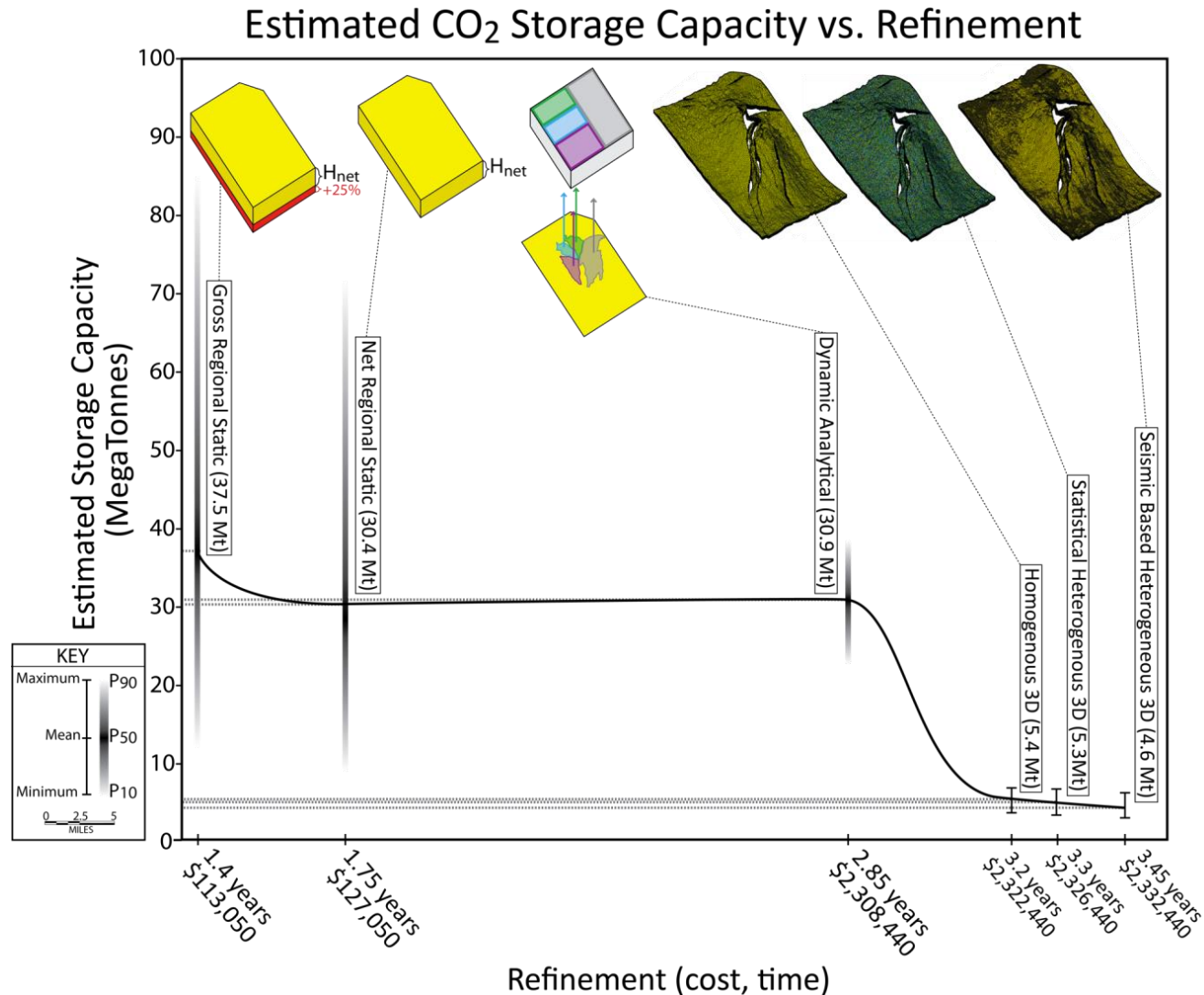
# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México (Resultados del modelo analítico dinámico simple)



# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México (Resultados del modelo analítico dinámico simple)



# Caso de Estudio – Zona Costa Afuera del Golfo de México (Comparación de metodologías)



## 2.A CONTENCIÓN: SISTEMA DE CONFINAMIENTO VERTICAL

---

- La unidad de confinamiento es una parte esencial de la unidad de almacenamiento. Se recomienda un sistema regional permanente de sellos que haya demostrado su capacidad para contener gas o petróleo. Sin embargo, existen incertidumbres:
  - ¿Puede limitar el flujo de CO<sub>2</sub> libre?
  - ¿Cuál es la presión capilar de entrada?
- Diferentes aspectos no están definidos en los métodos
  - ¿Qué tan efectivo debe ser el confinamiento?
  - ¿Cómo se manejan las fallas en el confinamiento?
- La mayoría de los acuíferos salinos cuentan con datos insuficientes
- Se requiere un enfoque pragmático



## 2.A CONTENCIÓN: ENFOQUE PRAGMÁTICO

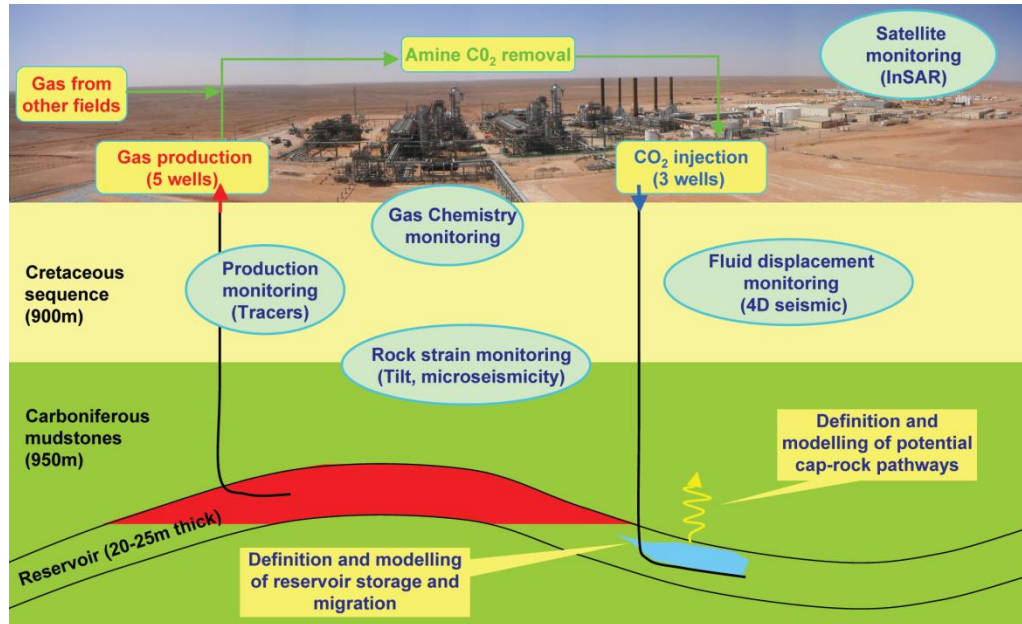
---

*La información disponible es sumamente escasa, lo que conlleva a un enfoque pragmático. “Los entenderemos cuando los veamos” (“We know ‘em when we see ‘em”).*

Información pública puede encontrarse en:

- Información de pruebas hidrológicas.
- Datos de los permisos de instituciones para el control de inyecciones subterráneas.
- Estudios de analogía utilizando tipos de roca que confinan gas (o crudo)
  - Formaciones que generan valores altos de gama natural, tales como lutitas, arcillas, carbonatos lutíticos.
  - Formaciones de densidad similar, tales como anhidritas y halitas.
  - Otros tipos de rocas?

## 2.A CONTENCIÓN: ESPESOR Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE CONFINAMIENTO



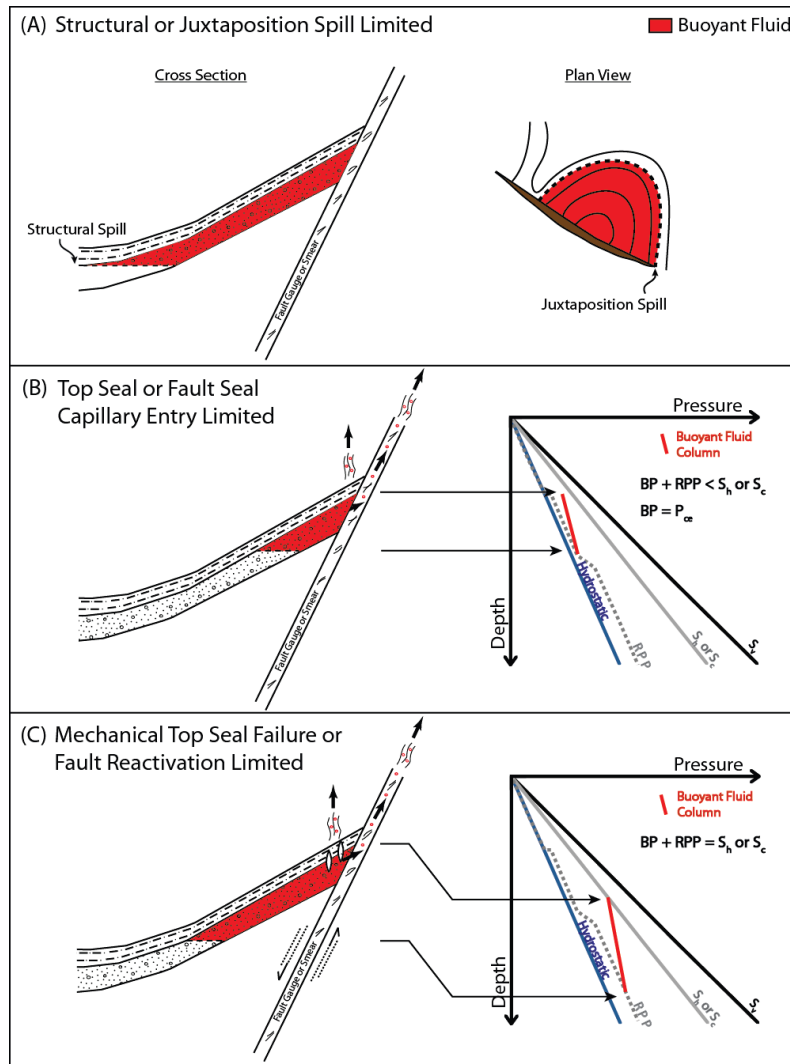
Sitio de almacenamiento Krechba en In Salah, Algeria.  
Iding y Ringrose, 2009

Un sistema de confinamiento:

- Contiene un espesor significativo > 500'
- Tiene varias zonas con alta presión capilar de entrada (sellos) dentro de diversas zonas de baja permeabilidad vertical (unidad de confinamiento)= Sistema
- Redundancia, defensa contra la incertidumbre
- Aceptado por la EPA\*

\* U.S. Environmental Protection Agency.

## 2.B CONTENCIÓN: CONFINAMIENTO LATERAL



Mecanismos que limitan las acumulaciones naturales.

- (A) Derrame estructural y de auto-yuxtaposición sobrepasado.
- (B) Entrada capilar sobrepasada en el sello superior o sello de falla. Cuando la presión de flotabilidad (BP) se equilibra con la presión de entrada capilar (PCE) de la falla o sello superior, pero la presión poral de referencia (PPR) y la presión de flotabilidad no excede el esfuerzo horizontal mínimo equivalente ( $S_h$ , o gradiente de fractura) o tensión crítica ( $S_c$ , o la presión de reactivación de la falla).
- (C) Falla mecánica del sello superior ( $BP + RPP = S_h$ ) o reactivación de falla ( $BP + RPP = S_c$ ).

## 2.B CONTENCIÓN : CONFINAMIENTO LATERAL (PREDICCIÓN DEL SELLO DE LA FALLA)

Un enfoque determinístico para predecir la capacidad sellante de la falla (Yielding et al., 2010) no se puede aplicar con precisión en el subsuelo a menos de que exista un análisis mineralógico de la roca huésped un estimado de la cantidad de arcilla en la falla. Es difícil predecir la capacidad sellante de la falla antes de perforar un pozo.

Yielding et al. (1997) establece un contenido de arcilla en el material de la falla (*Shale Gouge Ratio* (SGR)) el cual proporciona un enfoque cuantitativo que se basa en el salto de la falla (*fault throw*) y en el espesor de la capa, así como también en la cantidad estimada de arcilla dentro de la roca huésped para determinar el contenido de la arcilla en el *fault gouge*.

$$SGR = \frac{\sum(V_{cl} * \Delta z)}{throw}$$

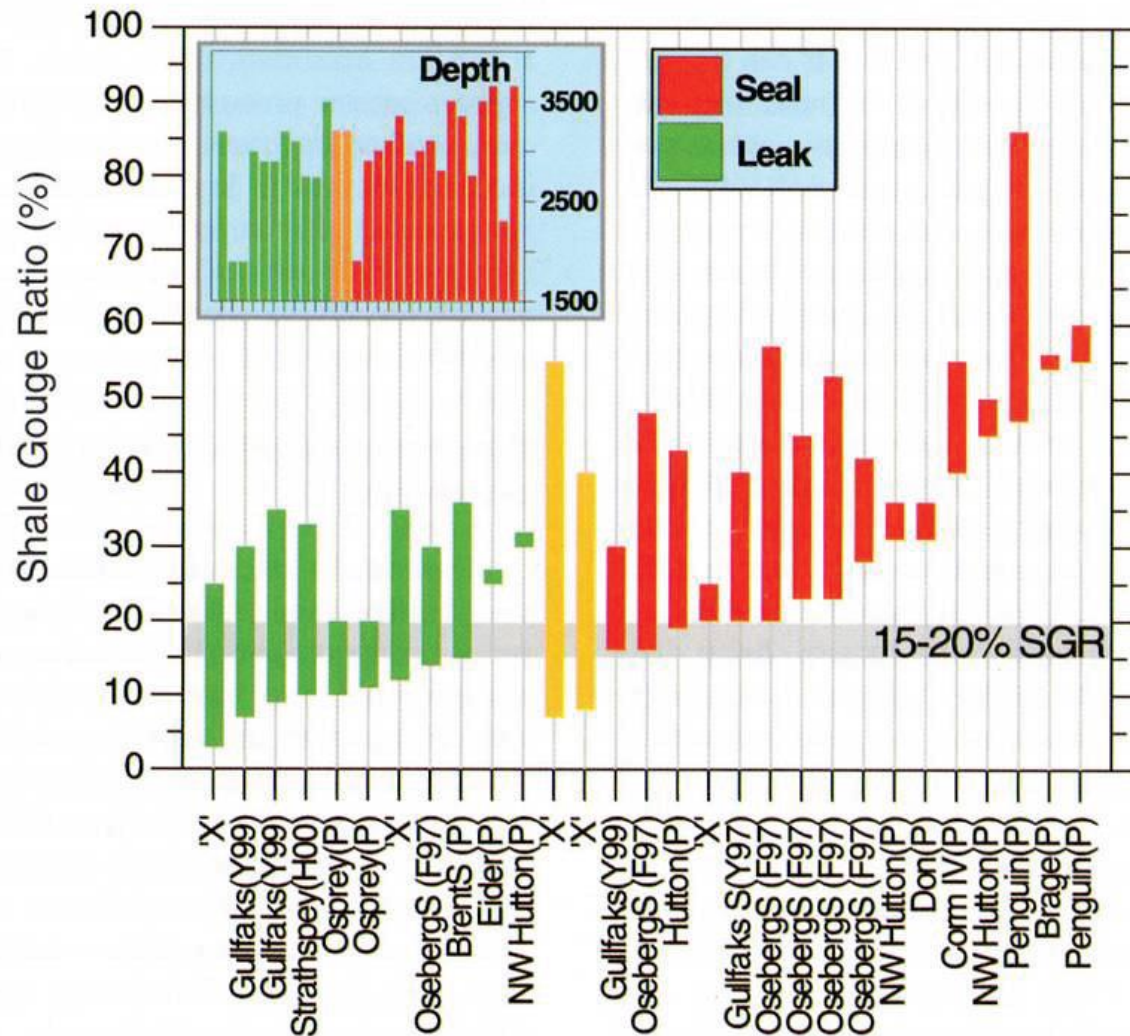
Donde,

$V_{cl}$  = Porcentaje de esquisto en un solo lecho

$D_z$  = Espesor del lecho a través de la banda

Yielding, G., B. Freeman, and D. T. Needham, 1997, Quantitative fault seal prediction: AAPG Bulletin, v. 81, p. 897-917.

## 2.B CONTENCIÓN : CONFINAMIENTO LATERAL PREDICCIÓN DE LA CAPACIDAD SELLANTE DE LA FALLA)



# 3.1 INYECTIVIDAD: PERMEABILIDAD

La permeabilidad promedio y las relaciones de permeabilidad vertical y horizontal ( $k_v/k_h$ ) afectan la inyectividad así como también la capacidad final de almacenamiento.

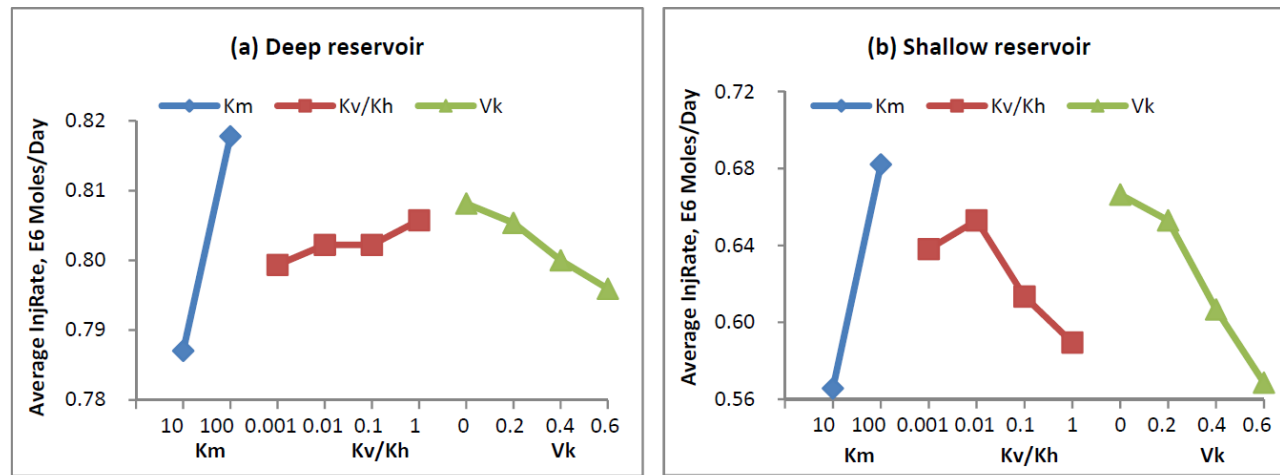
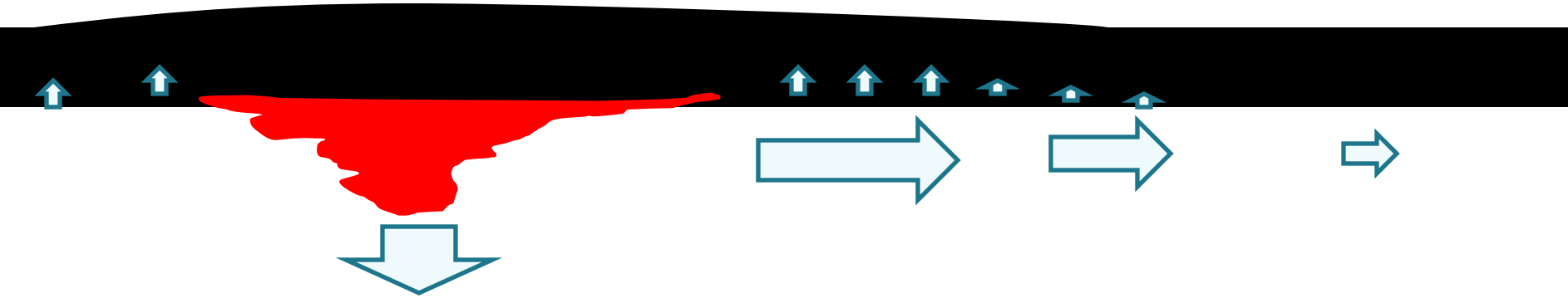


Fig.14 Main effect of heterogeneity on average injection rate

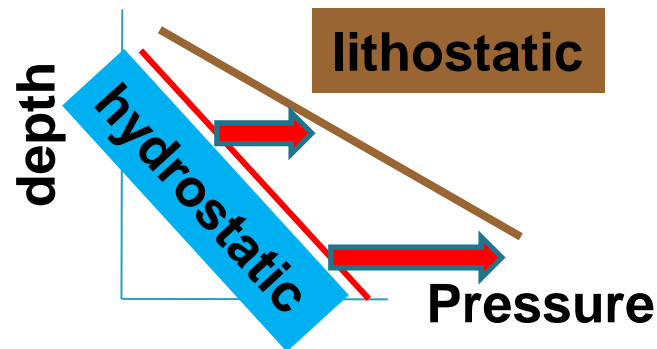
SPE paper 131381

La permeabilidad de la roca en las inmediaciones del pozo puede verse afectada por el efecto de secado de formación (formation dry-out). A medida que el  $\text{CO}_2$  es inyectado, el agua es desplazada y la disolución de agua en la fase seca de  $\text{CO}_2$  puede ocasionar secado de roca y precipitación de halita. Esto conlleva a una reducción de permeabilidad.

## 3.B INYECTIVIDAD: RESTRICCIONES DE PRESIÓN



- Tasa de atenuación vs. inyección - presión de fractura
- La distancia entre la presión hidrostática y la presión de fractura (% litostática) aumenta con la profundidad.



# Conclusiones

---

La estimación de la capacidad de almacenamiento juega un papel principal en la selección de acuíferos salinos. Diversas metodologías para la estimación de dicha capacidad difieren altamente en sus resultados. Las metodologías de estimación volumétrica de capacidad aplicadas a escala regional tienden a sobreestimar el potencial de la formación.

En cuanto a la capacidad de contención, se recomienda un sistema continuo, de espesor significativo y de escala regional que haya probado la contención de gas o petróleo en otras partes de la cuenca sedimentaria. El sistema o unidad de confinamiento debe contener una sucesión de zonas de baja permeabilidad vertical con alta presión capilar de entrada (sellos). La presencia de un sello único es insuficiente.

Las trampas abiertas o semi-abiertas lateralmente son favorables, ya que en trampas cerradas la presión máxima operacional se alcanza mas rápidamente y por ello presentan menor capacidad de almacenamiento.

En trampas abiertas se debe tener cuidado con el desplazamiento de aguas salobres hacia zonas de agua potable.



# Resumen

---

Pasos generales a seguir en el proceso de selección:

- En escenarios reales, la capacidad no es una propiedad intrínseca absoluta. Depende de las decisiones de operación (dinámica) y de la tolerancia al riesgo.
- Aplicar los criterios básicos de eliminación mencionados al inicio de la presentación.
- Estimar la capacidad de almacenamiento utilizando metodologías volumétricas netas para la realización de análisis comparativos a escala regional.
- Una vez obtenido un número manejable de prospectos, verificar la existencia y la calidad de un sistema de confinamiento vertical (registros de pozos, datos sísmicos, otros).
- Estimar la capacidad dinámica de almacenamiento a través de un modelaje dinámico simple de la inyección de CO<sub>2</sub>.
- Durante el modelaje dinámico, verificar la inyectividad de la formación (La inyectividad puede ser manipulada utilizando pozos horizontales en ubicaciones estratégicas).
- Una vez seleccionado el sitio de almacenamiento, comenzar una caracterización detallada tanto de la zona de inyección como del sistema de confinamiento. El proceso de caracterización continua durante la etapa de adquisición de datos. Estos datos refinan y calibran los modelos estáticos y dinámicos.
- Realizar el modelaje dinámico (preferiblemente composicional) sobre la base del modelo estático detallado.

# Referencias Adicionales

---

**Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change.** Bachu, S., Environmental Geology, v.44, no.3, p.277-289, doi:10.1007/s00254-003-0762-9

**Screening and selection criteria, and characterisation for CO<sub>2</sub> geological storage.** Bachu, S. *In*: Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Capture and Storage Technology, Vol.2 (M. Maroto-Valer, ed.), Wood head Energy Series No.16, Wood head Publishing Ltd., p.27-56,2010.